

CONTECComissão de Normalização
Técnica**SC-13**

Oleodutos e Gasodutos

Inspeção de Dutos Rígidos Submarinos**1ª Emenda**

Esta é a 1ª Emenda da PETROBRAS N-1487 REV. G, e se destina a modificar o seu texto na(s) parte(s) indicada(s) a seguir:

NOTA 1 A(s) nova(s) página(s) com a(s) alteração(ões) efetuada(s) está(ão) colocada(s) na(s) posição(ões) correspondente(s).

NOTA 2 A(s) página(s) emendada(s), com a indicação da data da emenda, está(ão) colocada(s) no final da norma, em ordem cronológica, e não devem ser utilizada(s).

CONTEÚDO DA 1ª EMENDA - 12/2017

- Subseção 3.8:

Exclusão da seção.

- Subseção 12.2.5:

Exclusão da seção.

Inspeção de Dutos Rígidos Submarinos

Procedimento

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. A Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma é a responsável pela adoção e aplicação das suas seções, subseções e enumerações.

Requisito Técnico: Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual resolução de não segui-la ("não-conformidade" com esta Norma) deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter impositivo.

Prática Recomendada: Prescrição que pode ser utilizada nas condições previstas por esta Norma, mas que admite (e adverte sobre) a possibilidade de alternativa (não escrita nesta Norma) mais adequada à aplicação específica. A alternativa adotada deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter não-impositivo. É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**.

Cópias dos registros das "não-conformidades" com esta Norma, que possam contribuir para o seu aprimoramento, devem ser enviadas para a CONTEC - Subcomissão Autora.

As propostas para revisão desta Norma devem ser enviadas à CONTEC - Subcomissão Autora, indicando a sua identificação alfanumérica e revisão, a seção, subseção e enumeração a ser revisada, a proposta de redação e a justificativa técnico-econômica. As propostas são apreciadas durante os trabalhos para alteração desta Norma.

"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. - PETROBRAS, de aplicação interna na PETROBRAS e Subsidiárias, devendo ser usada pelos seus fornecedores de bens e serviços, conveniados ou similares conforme as condições estabelecidas em Licitação, Contrato, Convênio ou similar.

A utilização desta Norma por outras empresas/entidades/órgãos governamentais e pessoas físicas é de responsabilidade exclusiva dos próprios usuários."

Apresentação

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho - GT (formados por Técnicos Colaboradores especialistas da Companhia e de suas Subsidiárias), são comentadas pelas Unidades da Companhia e por suas Subsidiárias, são aprovadas pelas Subcomissões Autoras - SC (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando as Unidades da Companhia e as Subsidiárias) e homologadas pelo Núcleo Executivo (formado pelos representantes das Unidades da Companhia e das Subsidiárias). Uma Norma Técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a Norma Técnica PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as Normas Técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

Sumário

1	Escopo.....	5
2	Referências Normativas	5
3	Termos e Definições.....	6
4	Condições Gerais e Específicas	9
5	Requisitos para Qualificação de Pessoal e Procedimento	11
6	Requisitos de Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde.....	11
7	Inspeções do Duto.....	11
7.1	Inspeção Visual do Trecho Emerso (Regiões 5 e 4)	11
7.1.1	Inspeção dos Lançadores e Recebedores de “PIGs”	12
7.1.2	Inspeção Visual de Trecho Emerso, sob Isolamento Térmico	12
7.1.3	Inspeção Visual de Válvulas de Bloqueio e de Segurança	12
7.1.4	Inspeção Visual dos Instrumentos	13
7.1.5	Inspeção Visual da ZVM (Região 4)	13
7.1.6	Inspeção Visual da “Flexjoint”® (Região 4)	13
7.2	Medição de Espessura de Parede do Trecho Emerso (Regiões 5 e 4)	13
7.3	Detecção de Trincas no Trecho Emerso (Regiões 5, 4 e 3).....	14
7.4	Inspeção Externa do Trecho Submerso (Regiões 3, 2, 1 e “Shore Approach”)	14
7.4.1	Inspeção Visual.....	14
7.4.1.1	Aspectos do Solo Marinho	14
7.4.1.2	Condições de Enterramento	15
7.4.1.3	Estado dos Revestimentos	15
7.4.1.4	Presença de Incrustações e Sucata	15
7.4.1.5	Amassamentos	15
7.4.1.6	Corrosão Externa	16
7.4.1.7	Estado dos Anodos.....	16
7.4.1.8	Existência de Vazamentos.....	16
7.4.1.9	Cruzamento de Dutos	16
7.4.1.10	Existência de Vãos Livres.....	16
7.4.1.11	Estado da Região TDZ	16
7.4.1.12	Condição do Calçamento.....	16
7.4.1.13	Movimentação de Duto não Aquecido.....	17
7.4.1.14	Dutos que Operam com Produtos Aquecidos	17
7.4.2	Inspeção do Sistema de Proteção Catódica (SPC).....	17
7.4.3	Inspeção Submarina nas Regiões 1 e “Shore-Approach”	19
7.4.4	Inspeção Geológica e Geotécnica (Regiões 1 e “Shore Approach”).....	19
7.4.4.1	Inspeções Periódicas.....	19
7.4.4.2	Inspeções Geológica e Geotécnica - Específicas	21
7.4.4.3	Levantamento do Traçado	22
7.5	Inspeção por “PIG” Instrumentado.....	23

7.5.1 Planejamento e Habilitação das Inspeções com “PIG” Instrumentado	23
7.5.2 Relatório de Inspeção do “PIG” Instrumentado	23
8 Monitoração da Corrosão Interna.....	24
9 Ensaio Hidrostático.....	24
10 Reparos	24
11 Qualificação de Risco.....	25
12 Documentação	25
12.1 Prontuário.....	25
12.2 Relatório de Inspeção	25
Anexo A - Aplicação das Técnicas de Inspeção nas Regiões dos Dutos Rígidos Submarinos	27
Anexo B - Requisitos para Elaboração da Carta Temática.....	35
Anexo C - Classificação e Medição de Áreas Corroídas	38
Anexo D - Inspeção de Amassamento	46
Anexo E - Ensaio Hidrostático em Oleodutos e Gasodutos Submarinos em Operação	48

Figuras

Figura A.1 - Plataforma Fixa com “Riser” Flexível	27
Figura A.2 - Plataforma Fixa com “Riser” Rígido	28
Figura A.3 - Plataforma Flutuante de Produção ou UEP com SCR.....	29
Figura A.4 - Plataforma Flutuante de Produção ou UEP com “Spool” Rígido e “Riser” Flexível.....	30
Figura A.5 - Plataforma Flutuante de Produção ou UEP com “Riser” Flexível	31
Figura B.1 - Modelo de Ficha de Inspeção	37
Figura C.1 - Geometria da Região Corroída	39
Figura C.2 - Interação entre Dois Defeitos.....	39
Figura C.3 - Corrosão Alveolar Leve Generalizada (Foto 1).....	40
Figura C.4 - Corrosão Alveolar Leve Dispersa (Foto 2).....	40
Figura C.5 - Corrosão Alveolar Média Localizada (Foto 3).....	41
Figura C.6 - Corrosão Alveolar Média Generalizada (Foto 4).....	41
Figura C.7 - Corrosão Alveolar Média Dispersa (Foto 5).....	42
Figura C.8 - Corrosão Alveolar Severa Localizada (Foto 6)	42
Figura C.9 - Corrosão Alveolar Severa Localizada (Foto 7)	43
Figura C.10 - Corrosão Alveolar Severa Generalizada (Foto 8)	43
Figura C.11 - Corrosão Alveolar Severa Dispersa (Foto 9)	44
Figura C.12 - Corrosão Uniforme (Foto 10)	44
Figura C.13 - Corrosão Uniforme (Foto 11)	45
Figura C.14 - Corrosão Uniforme (Foto 12)	45
Figura D.1 - Exemplo de Dimensionamento de Amassamento	46
Figura D.2 - Medição de Mossa (Foto 13).....	47
Figura D.3 - Medição de Mossa (Fotos 14).....	47



Figura E.1 - Representação Esquemática das Pressões em Dutos ou Trecho de Duto Constituído por um só Tramo.....	51
Figura E.2 - Medição Gráfica do Volume de Ar Residual	60

Tabelas

Tabela 1 - Classificação do Nível de Enterramento	15
Tabela 2 - Sugestão da Frequência das Inspeções Periódicas dos Traçados e Áreas Adjacentes aos Dutos Submarinos de Acordo com a Suscetibilidade da Área a Processos Geológico-Geotécnicos	21
Tabela A.1 - Periodicidade das Inspeções Segundo as Regiões dos Dutos Rígidos Submarinos	32
Tabela B.1 - Classificação das Ocorrências Geológico-Geotécnicas quanto a Suscetibilidade	36
Tabela E.1 - Valor da Pressão de Ensaio Hidrostático	50

1 Escopo

1.1 Esta Norma estabelece os requisitos técnicos de inspeção interna e externa aplicáveis aos dutos rígidos submarinos de transporte e transferência, de hidrocarbonetos construídos em aço-carbono e que se encontrem em operação.

NOTA 1 Os Gasodutos e Oleodutos submarinos desativados devem ser inspecionados de acordo com os requisitos das PETROBRAS [N-2246](#) e [N-2689](#), respectivamente.

NOTA 2 Esta Norma abrange os trechos rígidos de dutos híbridos e trechos submarinos de dutos mistos.

NOTA 3 Os trechos terrestres e seus acessórios de dutos mistos devem ser inspecionados de acordo com a PETROBRAS [N-2098](#).

NOTA 4 Os requisitos desta Norma podem ser aplicados a dutos de injeção de água, a critério da UO responsável pela operação, considerando para definição deste critério aspectos de impacto a segurança, meio ambiente e perdas de produção.

1.2 Esta Norma estabelece diretrizes básicas em relação às técnicas aplicadas à inspeção visando à avaliação da integridade estrutural do duto.

1.3 Esta Norma se aplica à inspeção de dutos rígidos submarinos a partir da data de sua publicação.

1.4 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

2 Referências Normativas

Os documentos relacionados a seguir são indispensáveis à aplicação deste documento. Para referências datadas, aplicam-se somente as edições citadas. Para referências não datadas, aplicam-se as edições mais recentes dos referidos documentos.

PETROBRAS [N-462](#) - Fabricação, Construção, Montagem, Instalação e Pré-Comissionamento de Dutos Rígidos Submarinos;

PETROBRAS [N-505](#) - Lançador e Recebedor de "PIG" para Dutos Submarinos e Terrestres;

PETROBRAS [N-1594](#) - Ensaio Não Destrutivo - Ultrassom em Solda;

PETROBRAS [N-1597](#) - Ensaio Não-Destrutivo Visual;

PETROBRAS [N-1598](#) - Ensaio Não-Destrutivo - Partículas Magnéticas;

PETROBRAS [N-1710](#) - Codificação de Documentos Técnicos de Engenharia;

PETROBRAS [N-1814](#) - Inspeção Submarina - Medição de Potencial Eletroquímico;

PETROBRAS [N-2098](#) - Inspeção de Dutos Terrestres em Operação;

PETROBRAS [N-2162](#) - Permissão para Trabalho;

PETROBRAS [N-2246](#) - Operação de Gasoduto Terrestre e Submarino;

PETROBRAS [N-2298](#) - Proteção Catódica de Dutos Terrestres;

PETROBRAS [N-2368](#) - Inspeção, Manutenção, Calibração e Teste de Válvulas de Segurança e/ou Alívio;

PETROBRAS [N-2634](#) - Operações de Passagem de "PIGs" em Dutos;

PETROBRAS [N-2689](#) - Operação de Oleoduto Terrestre e Submarino;

PETROBRAS [N-2726](#) - Terminologia de Dutos;

PETROBRAS [N-2727](#) - Manutenção de Dutos Rígidos Submarinos;

PETROBRAS [N-2737](#) - Manutenção de Oleoduto e Gasoduto Terrestre;

PETROBRAS [N-2785](#) - Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos;

PETROBRAS [N-2786](#) - Avaliação de Defeitos e Modos de Falha em Oleodutos e Gasodutos Terrestres e Submarinos Rígidos em Operação;

ABNT [NBR 15248](#) - Ensaios Não Destrutivos - Inspeção por ACFM - Procedimento;

ABNT [NBR 15824](#) - Ensaios Não Destrutivos - Ultrassom - Medição de Espessura;

ABNT [NBR16244](#) - Ensaios Não Destrutivos - Ensaio Visual - Inspeção Subaquática;

ABENDI [NA-003](#) - Qualificação e Certificação de Pessoal em Ensaios Não Destrutivos;

ISO [14313](#) - Petroleum and Natural Gas Industries - Pipeline Transportation System - Pipeline Valves;

API [RP 1160](#) - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines;

API [SPEC 6D](#) - Specification for Pipeline Valves;

API [SPEC 17D](#) - Design and Operation of Subsea Production Systems - Subsea Wellhead and Tree Equipment;

API [STD 1163](#) - In-Line Inspection Systems Qualification Standard;

ASME [B16.5](#) - Pipe Flanges and Flanged Fittings NPS 1/2 Through NPS 24 Metric/Inch Standard;

ASME [B31.8S](#) - Managing System Integrity of Gas Pipelines;

ASME [BPVC Section V](#) - Nondestructive Examination - Article 15;

BSI [BS 8010-2.5](#) - Code of Practice for Pipelines - Part 2: Pipelines on Land: Design, Construction and Installation - Section 2.5 Glass Reinforced Thermosetting Plastics;

DNV-OS-[F101](#) - Submarine Pipeline Systems;

DNV [RP F116](#) - Integrity Management of Submarine Pipeline Systems;

NACE [SP0102](#) - In-Line Inspection of Pipelines.

3 Termos e Definições

Para os efeitos deste documento aplicam-se os termos e definições da PETROBRAS [N-2726](#) e os seguintes.

3.1**ADCP**

“Acoustic Doppler Current Profiler” (Perfilador de Correntes Marinhas)

3.2**AUV**

“Autonomous Underwater Vehicle” (veículo submarino autônomo)

3.3**Datum Sirgas 2000[®]**

é um Sistema de Referência Geocêntrico para as Américas do IBGE. Esta informação é dada para facilitar aos usuários desta Norma e não constitui um endosso por parte da PETROBRAS ao produto citado. Podem ser utilizados produtos equivalentes, desde que conduzam aos mesmos resultados.

3.4**Flexjoint[®]**

é uma Junta flexível instalada em SCR com o objetivo de reduzir esforços dinâmicos, da Oil States. Esta informação é dada para facilitar aos usuários desta Norma e não constitui um endosso por parte da PETROBRAS ao produto citado. Podem ser utilizados produtos equivalentes, desde que conduzam aos mesmos resultados.

3.5**Gerenciamento de Integridade**

Conjunto de ações, de acompanhamento e de controle, incluindo inspeção, monitoração e reparo, que buscam assegurar a integridade estrutural e a disponibilidade operacional do duto com segurança, ao longo de todo o seu ciclo de vida

3.6**GIS**

“Geographic Information System” (Sistema de Informações Geográficas)

3.7**MBES**

“Multi-Beam Echo Sounder” (Ecobatímetro de feixes múltiplos)

3.8 CANCELADO - EMENDA 12/2017**3.9****PTI****Parecer Técnico de Inspeção**

Documento técnico que contém a análise dos resultados de uma inspeção ou de qualquer técnica de avaliação efetuada no duto submarino

3.10**PSV**

“Pressure Safety Valve” (Válvula de segurança)

3.11**RI****Relatório de Inspeção**

documento técnico que apresenta a descrição de todos os eventos conformes e não conformes estabelecidos na especificação ou plano de inspeção

3.12**RTI****Recomendação Técnica da Inspeção**

indicação de providências necessárias para correção de anomalias detectadas durante uma inspeção ou outro tipo de verificação

3.13**responsável pelo Gerenciamento da Integridade**

pessoa ou gerência formalmente designada como Responsável pelo Gerenciamento da Integridade dos Dutos Rígidos Submarinos da Unidade Operacional (UO)

3.14**responsável técnico pela inspeção**

pessoa ou gerência com responsabilidade técnica pelas inspeções previstas no plano de inspeção dos Dutos Rígidos Submarinos da UO

3.15**ROV**

“Remote Operated Vehicle” (Veículo submarino operado remotamente)

3.16**SBP**

“Sub-Bottom Profiler” (Gerador de perfil sub-profundo)

3.17**SCR**

“Steel Catenary Riser” (“riser” em catenária livre)

3.18**“Sleepers”**

suportes para dutos aquecidos, que possibilitam seu deslocamento de forma segura

3.19**SLWR**

“Steel Lazy Wave Riser” (“riser” em catenária com corcova)

3.20**SMYS**

“Specified Minimum Yield Strength” (Tensão mínima de escoamento especificada)

3.21**TDP****“Touch Down Point”**

Ponto de contato do duto submarino com o leito marinho, quando em configuração de catenária

3.22**TDZ****"Touch Down Zone"**

trecho do duto submarino que pode conter todas as posições de TDP possíveis de ocorrer ao longo de toda a vida operacional do duto, considerando condições "meteocean", carregamento e posicionamento da plataforma dentro do diagrama de "off set"

3.23**THPS**

Tetrakis (Hydroxymethyl) Phosphonium Sulfate (Sulfato de Tetrakis (hidroximetil) fosfônio)

3.24**TOG**

Teor de Óleos e Graxas

3.25**UEP**

Unidade Estacionária de Produção

3.26**UO do Negócio ou Operador**

Gerência responsável pela operação do duto, por exemplo, UO da Exploração e Produção (E&P) ou Regional ou Terminal da TRANSPETRO

3.27**ZDT****Zona de Transição ("Splash Zone")**

Região da estrutura que está sujeita a ficar molhada temporariamente devido à ação das ondas e calado

3.28**ZVM****Zona de Variação da Maré**

Região da estrutura intermitentemente molhada devido à variação periódica da maré astronômica

4 Condições Gerais e Específicas

4.1 Todo duto rígido submarino deve possuir um plano de inspeção estabelecendo a periodicidade e os tipos de inspeção para cada trecho do duto, incluindo uma ou mais técnicas prescritas nesta Norma. As inspeções devem ser executadas de acordo com procedimentos previamente aprovados, nos quais são apresentadas as técnicas, os recursos necessários, os critérios de avaliação, bem como, a forma de apresentação e registro dos resultados.

4.2 Para fins de inspeção, o duto rígido submarino pode ser dividido em regiões definidas em função do arranjo submarino, lâmina d'água e das técnicas de inspeção aplicáveis. O Anexo A apresenta desenhos mostrando a configuração típica das regiões.

4.3 Recomenda-se que a periodicidade de inspeção para cada região do duto esteja de acordo com a Tabela A.1 do Anexo A. **[Prática Recomendada]**

4.4 O responsável pelo gerenciamento da integridade do duto rígido submarino deve proceder à análise de integridade do duto, após aplicação de cada técnica de inspeção empregada de modo a permitir que o RI ou PTI indique a condição de integridade e a sua disponibilidade para continuar operando de forma segura até a próxima inspeção.

NOTA Cabe ressaltar que todo o duto submarino deve ser submetido ao processo de Gerenciamento da Integridade. Caso a UO não tenha diretrizes específicas para o processo de Gerenciamento da Integridade pode estabelecer seu processo tendo como referência as DNV [RP F116](#), API [STD 1160](#) ou ASME [B31.8S](#).

4.5 O responsável pelo gerenciamento da integridade dos dutos rígidos submarinos da UO pode, por sua responsabilidade técnica, ajustar a periodicidade de inspeção ao longo da vida do duto a partir da análise dos fatores que afetam a sua integridade, considerando, no mínimo, os dados do projeto, histórico operacional, histórico de intervenção e os resultados das inspeções. As justificativas técnicas para alteração da periodicidade e/ou requisito de inspeção devem ser devidamente registradas no prontuário do duto ou no sistema de gestão de inspeção corporativo.

4.6 Recomenda-se que seja feita inspeção por “PIG” instrumentado geométrico, nos seguintes casos: **[Prática Recomendada]**

- a) após a instalação do duto, conforme PETROBRAS [N-462](#);

NOTA Esta inspeção deve ser realizada antes da entrega do duto para a UO, isto é, ainda na fase de empreendimento. Esta inspeção pode ocorrer antes da interligação do duto com os “risers” ou com o terminal.

- b) periodicamente conforme Tabela A.1 do Anexo A;
- c) sempre que houver suspeita de alteração dimensional do duto

4.7 Recomenda-se que todo o duto rígido submarino deva ter sua avaliação de perda de massa realizada por “PIG” instrumentado, conforme a periodicidade estabelecida na Tabela A.1 do Anexo A. **[Prática Recomendada]**

NOTA Recomenda-se, para dutos rígidos submarinos novos, que seja feita inspeção inicial por “PIG” instrumentado de perda de massa no primeiro ano após a entrada em operação. **[Prática Recomendada]**

4.8 Todo duto deve ter uma Carta Temática, onde estejam identificados e registrados os processos de natureza geológica, geotécnica e oceanográfica que representem risco à integridade estrutural do duto, conforme requisitos mínimos especificados no Anexo B.

NOTA A Carta Temática deve ser elaborada na fase de projeto e instalação do duto. Para dutos que não tenham Carta Temática, esta deve ser elaborada com base nos requisitos mínimos estabelecidos no Anexo B.

4.9 O resultado da inspeção do trecho submerso pode levar à necessidade de uma inspeção geológica e geotécnica específica.

4.10 A localização das áreas de interesse para inspeção deve ser determinada tomando-se a distância em metros, em relação ao ponto de origem do duto e a referência mais próxima, e/ou coordenadas UTM (“Universal Transversal Mercator”) com base no Datum Sirgas 2000®.

4.11 Recomenda-se que antes do início de qualquer serviço de inspeção, a equipe responsável disponha das informações dimensionais e operacionais do duto atualizadas. **[Prática Recomendada]**.

4.12 Os resultados da inspeção devem ser analisados com base na PETROBRAS [N-2786](#).

5 Requisitos para Qualificação de Pessoal e Procedimento

5.1 O inspetor submarino deve ser qualificado de acordo com a ABENDI [NA-003](#).

5.2 Os procedimentos de inspeção submarina a serem empregados, devem estar de acordo com as normas citadas na ABENDI [NA-003](#).

6 Requisitos de Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde

6.1 No planejamento dos serviços de inspeção objeto desta Norma, os riscos de segurança operacional devem ser avaliados com base em Análise Preliminar de Risco (APR), além de que os procedimentos de inspeção devem atender aos requisitos de SMS tais como obtenção de Permissão de Trabalho, de acordo com PETROBRAS [N-2162](#).

6.2 Os profissionais envolvidos nos trabalhos definidos no escopo desta Norma devem seguir os requisitos de SMES vigentes na UO responsável pela operação do duto.

6.3 Em serviços que possam gerar resíduos, estes resíduos devem ser tratados de acordo com o procedimento específico do órgão operacional.

7 Inspeções do Duto

A inspeção do duto deve ser realizada por meio das técnicas listadas na Tabela A.1 e que são aplicáveis em função das regiões do duto representadas nas Figuras A.1 a A.5 do Anexo A.

7.1 Inspeção Visual do Trecho Emerso (Regiões 5 e 4)

A inspeção visual do trecho emerso compreende o lançador ou o receptor, trecho de superfície, flanges, válvulas de bloqueio, suportes, válvula de segurança e acessórios até a ZVM. Esta inspeção deve ser realizada e registrada de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1597](#). A classificação das anomalias de corrosão deve ser conforme os critérios definidos do Anexo C, bem como a inspeção e medição de amassamentos conforme o Anexo D. Devem ser verificados os seguintes itens:

- a) ocorrência de vazamentos, amassamentos, corrosão, desgaste, deformações e trincas, especialmente em regiões de restrição, tais como: suportes rígidos e ligações com válvulas e em dutos com histórico de vibração;
- b) corrosão por aeração diferencial, principalmente nas regiões com possibilidade de acúmulo de resíduos (regiões dos suportes e braçadeiras);
- c) as condições do revestimento externo do duto quanto a defeitos, tais como: - empolamento, falta de aderência, descascamento, riscos, trincas, fendilhamento e impregnação de impurezas;
- d) adequação dos lançadores e receptores quanto aos requisitos da PETROBRAS [N-505](#).

7.1.1 Inspeção dos Lançadores e Recebedores de “PIGs”

7.1.1.1 Devem ser verificados nos lançadores e recebedores de “PIG” os seguintes itens:

- a) válvulas: verificar se há vazamento nos pontos de vedação. As seguintes técnicas indiretas de verificação podem ser utilizadas: termografia e emissão acústica;
- b) manômetros: verificar a adequação da escala (“zero” e fundo de escala), comprimento e validade do prazo da calibração e condições físicas;
- c) drenos e respiros: verificar a existência de processo corrosivo, a fixação dos suportes e grampos e a localização segura da descarga dos fluidos por eles escoados;
- d) indicador de passagem de “PIG”: verificar sua existência e seu funcionamento, conforme a PETROBRAS [N-2634](#);
- e) PSV: verificar sua existência, o comprimento da calibração e validade da mesma e suas condições físicas, conforme a PETROBRAS [N-2634](#);
- f) tampa de abertura do canhão: verificar suas vedações, funcionamento e condições dos estojos, atracadores, mecanismo de sustentação, giro e de segurança.

7.1.1.2 Deve ser realizada inspeção visual externa nos lançadores e recebedores de “PIG” de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1597](#), quanto às condições físicas, corrosão externa, danos mecânicos, vazamentos, estado da pintura e revestimento dos trechos aéreos, suportes, válvulas, acessórios, identificações, plataformas e escadas de acesso, aterramentos e luminárias. A classificação de anomalias de corrosão deve ser realizada conforme Anexo C.

7.1.1.3 Nos Lançadores, Recebedores e Lançadores/Recebedores que não tenham sido operados há mais de 12 meses, deve ser realizado ensaio de funcionamento, operando-os com pressurização, escoamento e drenagem de fluidos, observando-se os requisitos de segurança operacional conforme a PETROBRAS [N-2634](#).

NOTA O procedimento deste ensaio de funcionamento deve ser elaborado de comum acordo entre Operação e Inspeção.

7.1.2 Inspeção Visual de Trecho Emerso, sob Isolamento Térmico

Em toda extensão do trecho emerso, sob isolamento térmico, devem ser verificados os seguintes itens:

- a) falha no isolamento criando caminho para a permeação de água;
- b) condição de aberturas no isolamento (para respiros, drenos, suportes, válvulas e conexões);
- c) condições das extremidades do isolamento.

NOTA Deve ser verificado o estado de conservação da pintura do duto no local de acesso para medição de espessura.

7.1.3 Inspeção Visual de Válvulas de Bloqueio e de Segurança

7.1.3.1 Deve ser realizada inspeção visual externa nas válvulas de bloqueio de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1597](#). Devem ser verificadas suas condições físicas, vazamentos, desalinhamentos, indicador de abertura e fechamento, empenamento de hastes, pintura, revestimento, limpeza e funcionalidade do atuador, quando existente.

7.1.3.2 Verificar o cumprimento da PETROBRAS [N-2368](#) para as válvulas de segurança e/ou alívio.

7.1.4 Inspeção Visual dos Instrumentos

7.1.4.1 Deve ser realizada inspeção visual externa dos instrumentos e acessórios de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1597](#). Devem ser verificadas as condições físicas, verificando funcionamento e vazamento.

7.1.4.2 Verificar o prazo de validade da calibração dos instrumentos.

7.1.5 Inspeção Visual da ZVM ou ZDT e Região 4

Os trechos de “riser” e “spool” rígido na ZVM ou ZDT e Região 4 devem ser inspecionados quanto a anomalias, tais como, corrosão, danos ao revestimento e amassamentos do duto etc. Nas regiões sob braçadeiras, quando houver indicativo de corrosão externa no duto, a inspeção deve ser detalhada podendo levar até mesmo à remoção da braçadeira.

NOTA As regiões da ZVM ou ZDT revestidas ou reparadas com materiais compósitos devem ser avaliadas a partir de inspeção visual, visando identificar e dimensionar eventuais danos, tais como empolamento e infiltração de umidade, que possam impactar a sua integridade.

7.1.6 Inspeção Visual da “Flexjoint”[®] (Região 4)

A “Flexjoint” deve ser inspecionada quanto a anomalias de pintura, estado de corrosão e condição do elastômero na superfície visível, quanto a trincas, extrusão da borracha e cobertura com barreira anti-ozônio (quando emersa).

7.2 Medição de Espessura de Parede do Trecho Emerso (Regiões 5 e 4)

7.2.1 A medição de espessura de parede deve ser executada por ultrassom ou outra técnica aplicável, de acordo com os requisitos da ABNT [NBR 15824](#) e PETROBRAS [N-1594](#).

7.2.2 Recomenda-se a medição de espessura de parede no trecho do duto entre o lançador ou receptor de “PIG” até ZVM ou ZDT nos locais em que houver indicação de corrosão externa ou interna. **[Prática Recomendada]**

7.2.3 Para trechos cuja inspeção é realizada por escaladores, a espessura deve ser medida em quatro pontos diametralmente opostos a cada tramo do duto compreendido entre duas juntas soldadas.

7.2.4 A medição de espessura deve ser realizada sempre que for verificada a existência de corrosão externa ou moessa. A área corroída e a moessa devem ter sua geometria medida e representada de modo que possibilite a avaliação segundo os critérios da PETROBRAS [N-2786](#).

7.2.5 Recomenda-se a medição de espessura no corpo do lançador e receptor de “PIG”, na geratriz superior e inferior. **[Prática Recomendada]**.

7.2.6 A medição de espessura também deve ser realizada nas áreas com perdas de espessura indicadas por “PIG” instrumentado e demais áreas prováveis desta ocorrência, tais como, regiões próximas aos cordões de solda, curvas e geratriz inferior.

NOTA Quando viável tecnicamente, devido a limitação de acesso da ferramenta, efetuar a medição de espessura por escaneamento com ultrassom ou com laser.

7.2.7 Na ZVM ou ZDT deve ser realizada medição de espessura por ultrassom convencional. Não sendo possível a realização da medição de espessura por ultrassom convencional, técnicas alternativas, como por exemplo, inspeção com ondas guiadas e/ou com correntes parasitas de baixa frequência com saturação magnética, podem ser aplicadas a critério da UO.

7.3 Detecção de Trincas no Trecho Emerso (Regiões 5 e 4) e no Trecho Submerso (Região 3)

7.3.1 A detecção de trincas deve ser realizada por Partícula Magnética (PM), “Alternating Current Field Measurement” (ACFM) ou Líquido Penetrante (LP), de acordo com os requisitos das PETROBRAS [N-1598](#), [N-1594](#), ABNT [NBR 15248](#) ou ASME [BPVC Section V](#) - Artigo 15 ou outra técnica aplicável.

7.3.2 Recomenda-se a inspeção quanto à presença de trincas nas regiões do duto de acordo com a Tabela A.1 do Anexo A ou nos seguintes casos: **[Prática Recomendada]**

- a. regiões suscetíveis à fadiga;
- b. possibilidade de corrosão sob tensão;
- c. região de moessa.

7.4 Inspeção Externa do Trecho Submerso (Regiões 3, 2, 1 e “Shore Approach”)

As regiões do trecho submerso do duto rígido submarino, incluindo “risers” devem ser inspecionadas visualmente e quanto à proteção catódica, bem como quanto a aspectos geológicos e geotécnicos. O resultado da inspeção do trecho submerso pode suscitar a necessidade de uma inspeção geológica e geotécnica específica conforme 7.4.4 desta Norma.

7.4.1 Inspeção Visual

- a) a inspeção visual deve ser executada de acordo com a ABNT [NBR16244](#) e tem por objetivo avaliar: aspectos do solo marinho; condições de enterramento; estado do revestimento; presença de incrustações, sucata; amassamentos; corrosão externa; estado dos anodos; existência de vazamentos; cruzamentos; estado da região TDZ; vãos livres e calçamento; movimentação e posicionamento do duto em relação aos “sleepers”, cujos escopos estão descritos nos subitens 7.4.1.1 a 7.4.1.14;

NOTA Nos trechos de duto enterrado e que operem com fluido aquecido deve-se verificar e registrar a ocorrência de “up heave buckling” (flambagem vertical).

- b) a inspeção visual deve avaliar a condição de válvulas, “manifolds” e acessórios, verificando-se aspectos de corrosão externa, vazamentos, estado dos anodos e estabilidade no solo. As UOs responsáveis pela operação destes equipamentos submarinos devem elaborar procedimento específico de inspeção e ensaios funcionais aplicáveis;
- c) nas áreas submetidas a reparos submarinos deve ser realizada inspeção visual preliminar para avaliar sua integridade, observando-se aspectos de corrosão externa, vazamentos, inclusive intermitentes, danos e estado do sistema de reparo.

7.4.1.1 Aspectos do Solo Marinho

Deve ser verificado, classificado e registrado o tipo de solo e formações de interesse e em especial, presença de corais, na região junto ao traçado do duto.

7.4.1.2 Condições de Enterramento

Deve ser registrado o nível de enterramento do duto no solo, ao longo do seu traçado. Quando não for possível quantificar o nível de enterramento, utilizando equipamento MBES, casos de inspeções visuais com mergulhador, o registro dos níveis de enterramento estimados deve ser classificado, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação do Nível de Enterramento

Classificação do nível de enterramento	Descrição
I	geratriz inferior enterrada até 25 % do diâmetro externo do duto
II	geratriz inferior enterrada entre 25 % e 50 % do diâmetro externo do duto
III	geratriz inferior enterrada entre 50 % e 100 % do diâmetro externo do duto
IV	duto totalmente enterrado

7.4.1.3 Estado dos Revestimentos

7.4.1.3.1 Deve ser verificada, visualmente, a integridade dos revestimentos: anticorrosivos, isolamento térmico e de lastro ao longo de todo o duto. Caso seja detectada alguma descontinuidade, complementar a inspeção com a verificação da aderência para os casos de revestimentos anticorrosivo e térmico. Quanto a revestimento para lastro do duto, deve ser verificada a presença de trincas e quebras. Deve ser estimada e registrada a extensão da falha.

7.4.1.3.2 Deve-se dedicar especial atenção ao estado do revestimento quando os resultados da inspeção por "PIG" instrumentado indicarem a presença e/ou evolução da corrosão externa no duto ou quando o duto estiver submetido a permanente movimentação, por exemplo: na região TDZ ou regiões de falta de lastro ou sujeitas à dilatação térmica.

NOTA A inspeção por "PIG" registrador de temperatura pode ser usada como um método indireto de inspeção do isolamento térmico, de forma qualitativa, para dutos que operem com produto aquecido.

7.4.1.4 Presença de Incrustações e Sucata

7.4.1.4.1 Deve ser verificada e registrada a presença de incrustações sobre o duto, classificando-as segundo sua relevância de acordo com a ABNT [NBR 16244](#).

7.4.1.4.2 Deve ser verificada e registrada a presença de sucata, tais como, âncoras, seções de tubos, componentes de equipamentos etc. em contato e/ou nas proximidades do duto e que possam comprometer sua integridade. Quando possível, as dimensões e peso da sucata devem ser informados no relatório.

7.4.1.5 Amassamentos

Deve ser verificada e registrada a existência de amassamentos. Os amassamentos devem ser medidos conforme definido no Anexo D. Os amassamentos devem ser avaliados de acordo com a PETROBRAS [N-2786](#).

7.4.1.6 Corrosão Externa

7.4.1.6.1 Deve ser verificada e registrada a ocorrência de corrosão externa, classificando e dimensionando-a conforme instruções do Anexo C.

7.4.1.6.2 Deve ser verificada a condição da proteção catódica do trecho corroído conforme indicação no 7.4.2.

7.4.1.6.3 Caso houver indicações de corrosão externa deve ser realizada medição de espessura conforme 7.2, classificando-as conforme Anexo C. As áreas corroídas devem ser avaliadas de acordo com a PETROBRAS [N-2786](#).

7.4.1.7 Estado dos Anodos

Deve ser verificada e registrada a existência de anodos conforme projeto e seu estado quanto à passivação e desgaste.

7.4.1.8 Existência de Vazamentos

Todos os vazamentos encontrados devem ser registrados e informados imediatamente ao responsável técnico pelo gerenciamento da integridade do duto.

7.4.1.9 Cruzamento de Dutos

Identificar e registrar o cruzamento entre dutos, verificando: a posição relativa do duto que está sendo inspecionado; se o cruzamento é entre dutos rígidos ou com flexível; se há contato entre os dutos ou existe uma ponte; se existe sistema de proteção, capa de proteção externa para o duto flexível em contato com duto rígido e o seu estado físico.

7.4.1.10 Existência de Vãos Livres

Deve ser verificada e registrada a existência de vãos livres ao longo do duto. Os vãos livres encontrados devem ser analisados conforme a PETROBRAS [N-2786](#), quanto ao estado limite de carregamento estático, térmico e de fadiga. A altura máxima, o início e o fim de todos os vãos livres devem ser identificados e registrados durante a inspeção visual. A inspeção para determinação do vão livre pode ser através de mergulhador devidamente qualificado, ROV, AUV ou MBES descrito no 7.4.3.

7.4.1.11 Estado da Região TDZ

Nos casos de SCR e SLWR deve ser verificado e registrado o estado da região TDZ quanto à profundidade da trincheira, desalinhamento do duto na TDZ em relação à trincheira, danos ao revestimento externo.

7.4.1.12 Condição do Calçamento

Deve ser verificado o estado físico dos calçamentos, a posição do calço no vão livre e a existência de efetivo contato entre o duto e os apoios e entre os apoios e o leito marinho.

7.4.1.13 Movimentação de Duto não Aquecido

Deve ser verificada a ocorrência de movimentação do duto, registrando as marcas no solo ou regiões de entrenchamento.

7.4.1.14 Dutos que Operam com Produtos Aquecidos

7.4.1.14.1 Dutos que operam com produtos aquecidos devem ser objeto de uma inspeção visual mais cuidadosa. Os seguintes aspectos devem ser verificados:

- a) flambagem global ou localizada;
- b) deslocamento axial global do duto ("pipeline walking");
- c) deslocamento de válvulas, "tees", "sleepers", boias etc;
- d) interferência com outros dutos;
- e) interferência com outras estruturas;
- f) qualquer ponto de deslocamento localizado que possa dar origem a fadiga de baixo ciclo (deformação plástica cíclica);
- g) deslocamentos maiores do que os estabelecidos no projeto (quando disponível).

7.4.1.14.2 Deve ser verificada a ocorrência de movimentação do duto e seu posicionamento em relação aos limites de passeio sobre os "sleepers". Todo o passeio do duto no "sleeper" que exceder aos limites e em casos extremos, que saia dos "sleepers", devem ser registrados e informados imediatamente ao responsável pelo gerenciamento da integridade do duto.

7.4.2 Inspeção do Sistema de Proteção Catódica (SPC)

O procedimento de medição de potencial eletroquímico deve atender ao especificado na PETROBRAS [N-1814](#).

Recomenda-se que seja avaliada a vida residual dos anodos do sistema de proteção galvânica do duto visando assegurar a proteção catódica, no mínimo, até a próxima inspeção. **[Prática Recomendada]**

7.4.2.1 O potencial eletroquímico do duto pode ser medido segundo as técnicas a seguir:

- a) técnica de medição por contato - semi-célula em contato metálico com o duto:
 - esta técnica permite registrar o potencial do duto durante a inspeção;
- b) técnica do eletrodo remoto:
 - nesta técnica o perfil de potencial é levantado sem o contato metálico com o duto, mas através da medição da diferença de potencial entre duas semi-células de Ag/AgCl água do mar, onde uma é instalada remotamente e a outra junto ao duto.

7.4.2.2 Inspeção do SPC na Região 1

7.4.2.2.1 Deve ser feita a medição de potencial eletroquímico remoto com ROV. A semi-célula remota deve ser posicionada a, no mínimo, 3 m das outras semi-células.

7.4.2.2.2 Deve ser medido o potencial eletroquímico por contato com ROV, no mínimo, nos três primeiros anodos, nos três últimos, e a cada 1 000 m de modo a calibrar o sistema de medição de potencial eletroquímico remoto.

NOTA Quando a inspeção não for realizada por ROV o potencial pode ser medido pontualmente por contato metálico. O número de pontos a serem medidos deverá possibilitar a avaliação do SPC ao longo do duto.

7.4.2.2.3 Deve ser medido o potencial eletroquímico por contato, onde houver danos no revestimento com exposição da superfície metálica, em válvulas, em extremidades do duto (flange de interligação) e em acessórios.

7.4.2.2.4 O gradiente de campo elétrico deve ser medido ao longo do duto quando a inspeção for realizada com ROV utilizando a técnica remota.

NOTA Esta técnica consiste no levantamento do gradiente de campo elétrico ao longo do duto, através da medição da diferença de potencial entre duas semi-células de Ag/AgCl água do mar fixadas a uma distância constante e conhecida, mantendo o conjunto perpendicular ao duto. O objetivo desta técnica é obter informações sobre a saída de corrente do anodo, vida remanescente do anodo, passivação dos anodos, regiões subprotegidas e indicação de falhas no revestimento ou revestimento de boa qualidade.

7.4.2.3 Inspeção do SPC nas Regiões 2 e 3

7.4.2.3.1 Deve ser medido o potencial eletroquímico no duto, especialmente, onde houver danos no revestimento, com exposição da superfície metálica, em válvulas, em extremidades do duto (flange de interligação) e em acessórios.

NOTA Onde não houver revestimento deve ser medido o potencial eletroquímico em pontos intermediários entre anodos.

7.4.2.3.2 Deve ser medido o potencial em todos os anodos.

7.4.2.4 Critérios de Avaliação do SPC

7.4.2.4.1 O potencial eletroquímico medido ao longo do duto e em seus acessórios deve estar entre -800 mV e -1.100 mV, medido em relação ao eletrodo de referência de prata-cloreto de prata (Ag/AgCl água do mar), para dutos de aço carbono.

NOTA 1 Dutos e/ou acessórios de materiais diferentes do aço carbono-manganês podem exigir limites de potenciais diferentes dos acima citados, cabendo, nesse caso, um estudo específico.

NOTA 2 Caso o potencial eletroquímico medido esteja fora da faixa recomendada deve ser verificada a causa, explorando entre outros, a deficiência da junta de isolamento elétrico do duto, braçadeiras e eventuais cruzamentos entre dutos metálicos.

7.4.2.4.2 Em meios anaeróbicos, com bactérias redutoras de sulfato, deve-se adotar potencial de proteção na faixa entre -900 mV e -1.100 mV.

7.4.2.4.3 Para dutos submarinos protegidos por um SPC instalado em terra, as inspeções dos retificadores e leitos de anodos devem seguir a PETROBRAS [N-2298](#).

7.4.3 Inspeção Submarina nas Regiões 1 e “Shore-Approach”

7.4.3.1 O duto submarino na Região 1 deve ser inspecionado sob todos os aspectos, incluindo, vão livre, revestimento, medição de potencial eletroquímico e de gradiente de campo. A mesma abrangência de inspeção deve ser aplicada na Região de “Shore-Approach”, excetuando-se a medição do gradiente de campo.

7.4.3.2 A inspeção do trecho “flowline” e do trecho de “shore-approach” deve ser realizada, preferencialmente, utilizando o equipamento MBES, podendo ser realizada por mergulhador.

7.4.3.3 No caso de inspeção com MBES, os equipamentos devem ser posicionados próximo ao duto de modo assegurar uma qualidade mínima de pontos aquisitados, conforme requisitos abaixo:

- a) os comprimentos dos vãos livres devem ser mensurados e as respectivas posições de início e fim, devem ser registradas nos relatórios, com erros de, no máximo, 50 mm;
- b) deve haver distinção entre os ecos atribuídos a duto e ao solo;
- c) devem ser geradas cartas de vão livre que mostrem o perfil transversal e longitudinal do duto e do solo ao longo de toda extensão do duto;
- d) as alturas dos vãos livres devem ser obtidas pela análise dos dados provenientes dos sensores;
- e) a seção transversal do duto deve ser aquisitada pelos sensores a cada 10 cm ou menos;
- f) o número de feixes, o ângulo entre cada feixe, a frequência dos feixes, a taxa de disparo e demais parâmetros devem ser tais que o produto final gerado permita a perfeita localização do duto na imagem de MBES independente de seu diâmetro externo;
- g) o equipamento deve fornecer dados que permitam a medição da altura do vão livre em perfil, com precisão de 3 cm;
- h) o posicionamento do equipamento deve ser tal que as imagens do MBES mostrem o máximo possível da calha inferior do duto.

NOTA O início e o fim dos vãos livres devem ser identificados e registrados igualmente na inspeção e medição realizadas com MBES.

7.4.4 Inspeção Geológica e Geotécnica (Regiões 1 e “Shore Approach”)

- a) a inspeção geológica e geotécnica tem como objetivo identificar, mapear, classificar e acompanhar a evolução de ocorrências geológicas e geotécnicas ao longo das faixas e áreas adjacentes que possam comprometer a integridade dos dutos. Os resultados obtidos nestas inspeções devem ser analisados e, eventualmente, podem contribuir para a atualização da Carta Temática;
- b) a inspeção geológica e geotécnica está classificada em duas categorias distintas: periódicas e específicas;
- c) a inspeção geológica e geotécnica específica deve ser realizada sempre que os resultados das inspeções submarinas periódicas indicarem a possibilidade de ocorrências geológicas e geotécnicas que possam comprometer a integridade dos dutos.

7.4.4.1 Inspeções Periódicas

7.4.4.1.1 As inspeções periódicas de caráter geológico e geotécnico podem ser realizadas aproveitando o momento da realização de uma inspeção externa planejada. Para que haja engajamento entre as inspeções estas devem seguir as técnicas definidas durante a fase de planejamento, de maneira a possibilitar a perfeita identificação e o georeferenciamento das ocorrências geológico-geotécnicas presentes na diretriz e ao longo das áreas adjacentes ao duto.

7.4.4.1.2 As inspeções periódicas devem observar quaisquer tipos de ocorrências que possam representar potencial de risco à integridade do duto, tais como:

- a) zonas de erosão e de descalçamento;
- b) indícios de movimentos de massa sedimentar;
- c) juntas de tração;
- d) zonas de falhas e fraturas;
- e) escarpas;
- f) acumulações coralíneas e rodolíticas;
- g) pavimentos rochosos;
- h) feições de escape de fluido;
- i) travessias de cânions submarinos;
- j) zonas de hidrato de gás;
- k) pontos já cadastrados com suscetibilidade alta, vistoriando as condições das instalações onde foram adotadas medidas mitigadoras, bem como avaliar a sua eficiência;
- l) condições de enterramento dos dutos e ancoragem do mesmo;
- m) cruzamento de dutos;
- n) ocorrências de alças de deformação ocasionadas por carregamento térmico;
- o) indícios de movimentação do duto;
- p) condições dos dispositivos instalados para controle dos deslocamentos em dutos submetidos a carregamento térmico.

NOTA Todos os pontos com indícios de processos naturais que representem risco para a integridade do duto, em especial, pontos de suscetibilidade alta, devem ser cadastrados através de fichas de inspeção, com as informações mínimas apresentadas no modelo do Anexo B. Observações indicativas de situações de risco iminente ou futuro devem ser obrigatoriamente anotadas nas fichas de inspeção e comunicadas ao responsável pelo Gerenciamento da Integridade do duto.

7.4.4.1.3 A periodicidade para a realização das inspeções pode ser conforme critério da UO responsável pelo duto ou seguir a sugestão conforme Tabela 2. **[Prática Recomendada]**